

Power System Reliability Considering Combined Cycle Plants

Juan M. Alemany*, Diego Moitre, SM, IEEE, and Fernando Magnago, SM, IEEE

Abstract—In the nineties in Argentina, the growth of thermal power generation was mainly based on combined cycle plants. Currently, one problem associated with the use of combined cycle plants is the fact that they need to share the use of natural gas with commercial, industrial and domestic uses. Hence, the natural gas availability is becoming a critical issue. Therefore, power system reliability studies must consider fuel availability into the models, and as a consequence, reliability models must take into account the joint operation of electrical generation and natural gas systems. The aim of this paper is to evaluate the influence of combined cycle plants on reliability studies applied to system generation capacity and their dependency on natural gas availability. Monte Carlo simulation method is used to determine reliability indices such as Loss of Load Expectation, Loss of Energy Expectation, Loss of Load Frequency, and Loss of Load Duration. The IEEE RTS 96 test system is used as the base system, with is modified in order to incorporate combined cycle plants..

Index Terms— Combined cycle plants, Monte Carlo simulation, Reliability studies.

I. INTRODUCTION

La Evaluación de Confiabilidad es un estudio necesario del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) para asistir a la toma de decisiones concernientes a la inversión en calidad de servicio, capacidad a instalar, etc. El desarrollo de la computación estimuló el uso de técnicas de simulación por sobre las analíticas. Estas técnicas pueden tener en cuenta la mayoría de los aspectos inherentes en la operación del SEP, relacionados a la confiabilidad del mismo. El mayor problema asociado a dichas técnicas es el costo computacional en tiempo. El estudio en esta publicación corresponde al nivel jerárquico I. No se tiene en cuenta la red, se agrupan en una sola barra todas las fuentes de generación y las cargas. El problema a analizar es el de evaluar la habilidad del sistema para cubrir la demanda, teniendo en cuenta carga variable en el tiempo y eventos aleatorios que afectan la capacidad instalada (Disponibilidad de la Oferta de Generación). La generación térmica depende de las condiciones existentes en las mismas, instante por instante, y de la disponibilidad de combustible en el caso que se considere esta situación.

Los conceptos económicos por si solos, ya no son suficientes a la hora de planificar un sistema eléctrico de

potencia. Existen hoy en día otros factores de peso a tener en cuenta, emergentes de la reestructuración del mercado eléctrico y el énfasis por la conciencia medioambiental. El nuevo concepto es ampliado por una más compleja e interdependiente estructura de la matriz energética.

La descentralización del sector eléctrico y la búsqueda de la competencia, ha introducido nuevas tecnologías a todo el proceso de producción y distribución de la electricidad. Estas tecnologías modernas poseen características remarcables en lo que respecta a una disminución significativa en contaminación, aumento de eficiencias, y menores costos promedios de satisfacer la carga; pueden ser de fuentes de energía convencionales (Hídrica, Gas, derivados del Petróleo, Nuclear,

Carbón) y no convencionales (Eólica, Solar). En estos días el uso del gas natural como principal combustible de las unidades de Ciclo Combinado (CC), es una de las soluciones mas robustas y la opción preferida, por ser más limpia y eficiente, como medio de generación de energía eléctrica en un mercado competitivo de electricidad.

La infraestructura de gas natural en la Argentina abastecía en el año 2004 con el 48 % del consumo energético primario nacional [1]. El consumo de gas natural del parque térmico se ha incrementado alrededor del 60 % en la pasada década, Fig. 1, pero se ha estancado por las restricciones energéticas que atraviesa el país en la actualidad.

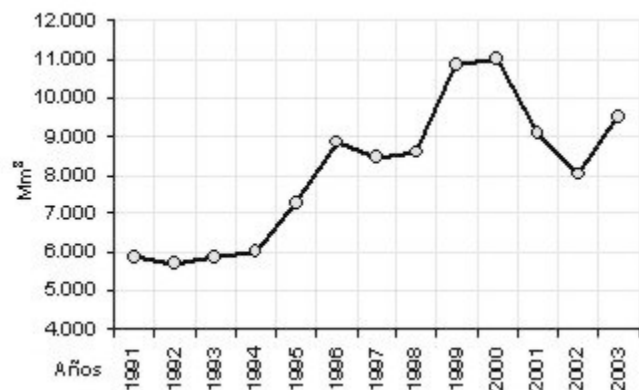


Fig. 1. Evolución de la Demanda de Gas para Usinas.

La Fig. 2 muestra que desde el año 2000 al 2005, el gas natural se utilizó para generar alrededor del 50 % de la electricidad Argentina [1].

Autor de contacto: jalemany@ing.unrc.edu.ar. Este trabajo fue financiado por ANPCyT (Argentina) bajo PICTO-UNRC N° 23.580. Los autores pertenecen al Grupo de Análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia (GASEP) - Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional de Río Cuarto - Ruta Nacional 36 Km. 601. (5800) Río Cuarto, Córdoba - ARGENTINA - Tel./Fax: (54) 358-4676495.

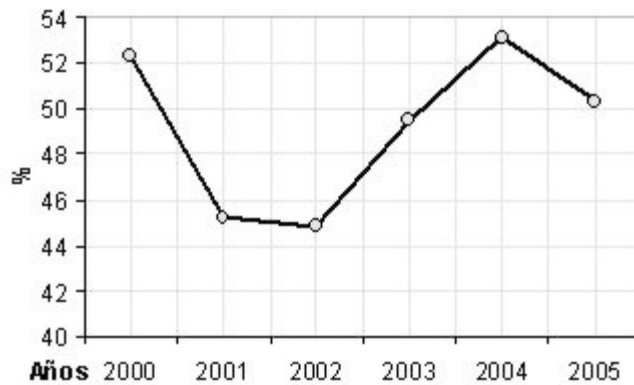


Fig. 2. Participación del Gas en la Generación Eléctrica Total.

El grueso de las inversiones en oferta en el Mercado Eléctrico Argentino, desde 1996 hasta 2004, fue en plantas de CC que queman gas. En la Fig. 3, puede verse este crecimiento [2].

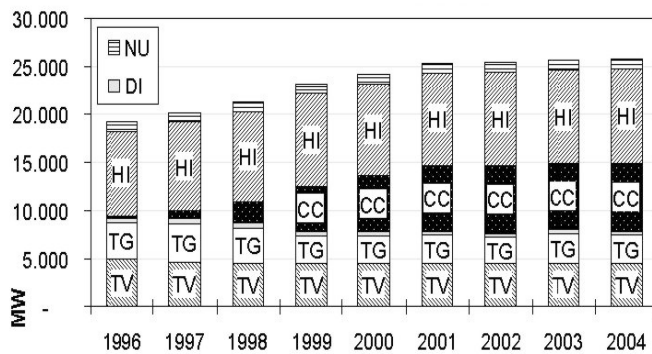


Fig. 3. Evolución de la Potencia Instalada.

Este repentino cambio hacia el gas natural fue conducido principalmente por la abundante disponibilidad del recurso. Y también por los menores costos de capital, reducidos tiempos de construcción, bajo impacto medioambiental, que caracterizan a las unidades de CC.

Diez provincias (Chubut, Formosa, Jujuy, La Pampa, Mendoza, Neuquén, Río Negro, Salta, Santa Cruz, Tierra del Fuego) actualmente son las productoras del gas natural Argentino [1].

La posibilidad de reemplazar generadoras que queman derivados del petróleo con generadoras de gas natural, o cerrar ciclos abiertos, podría significativamente mejorar la eficiencia del sistema así como la sustentabilidad del medio ambiente.

Si no se proyectan construcciones de nueva capacidad Nuclear o nuevos proyectos Hidráulicos de gran envergadura en el futuro inmediato, podría incrementarse aún más la necesidad por la infraestructura del gas natural.

La Fig. 4, muestra los mayores gasoductos de transporte al año 2005 [3].

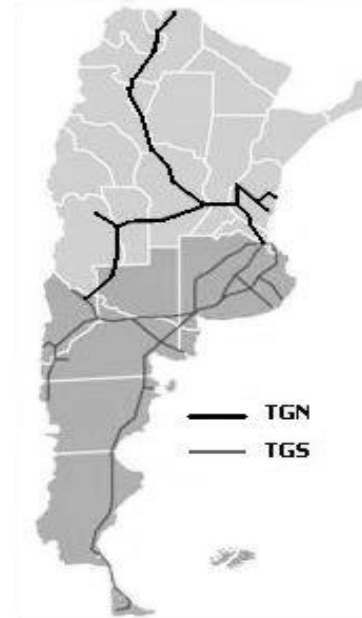


Fig. 4. Principales Redes de Transporte de Gas.

El gas natural es producido, en la Argentina, en sitios remotos alejados de los centros de cargas principales, Fig. 5.



Fig. 5. Cuencas Gasíferas.

Hay más de 12000 Kms. de gasoductos de transmisión [3] y varias estaciones compresoras a lo largo y ancho del territorio nacional para llevar el gas natural desde los pozos de extracción a los sitios de generación de energía eléctrica y a los usuarios finales. Cerca del 30 % de la producción de gas natural Argentino en los pasados cinco años, ha sido consumido por las usinas, incluidas las que obtienen su gas en boca de pozo [4]. Han sido consideradas ampliaciones de gasoductos de transmisión, en el orden de los 20 Mm³/día adicionales [3], la mitad por cada una de las transportistas principales (Transportistas de Gas Norte y Sur, TGN y TGS) hacia el año 2008. La actual capacidad nominal de transmisión

de gas natural de aproximadamente 120 Mm³/día [3] es insuficiente para satisfacer el pico de demanda invernal de la Argentina, Fig. 6.

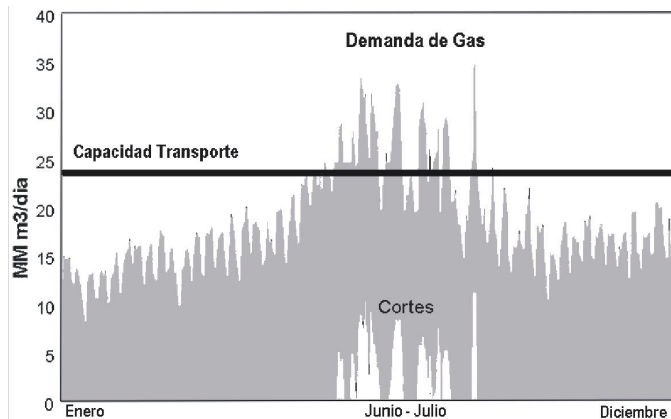


Fig. 6. Restricción en el Transporte de Gas.

A. Interdependencia de Mercados

Una interrupción o pérdida de presión en un gasoducto puede desencadenar la pérdida de múltiples generadores eléctricos, que considerablemente podrían reducir el suministro de energía eléctrica y hacer peligrar la seguridad del sistema de potencia. El despacho de potencia y las pertinentes decisiones de mercado, luego son afectadas por las restricciones de los gasoductos, en mayor grado, cuanto mayor sea la dependencia de la generación eléctrica del combustible gas natural. En el invierno la demanda de gas residencial, que es la más volátil, satura la red de transporte de gas, obligando al podado de picos de demanda que pertenecen a la franja de las usinas, por poseer servicio con contratos interrumpibles [3]. Fig. 7.

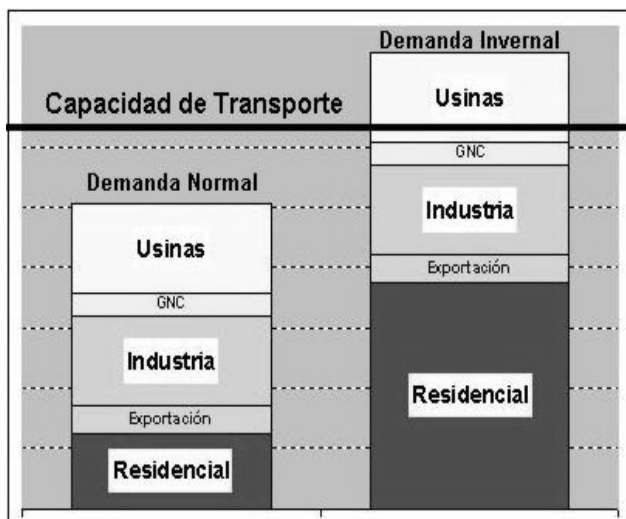


Fig. 7. Podado de Picos.

El corte del suministro de gas natural a los generadores sin capacidad para quemar otro combustible restringe la operación del sistema de generación de potencia, resultando en salidas forzadas adicionales.

Desde la reactivación de la economía en el 2003, el mercado de gas natural Argentino ha permanecido en funcionamiento ajustado dada la fuerte demanda (consumo) y baja oferta (inyección-producción) del producto en cuestión. Además, a partir de la crisis del 2001 y el cambio de política, los precios del gas en boca de pozo se derrumbaron respecto del dólar, causando que la industria retrocediera en exploración y producción de la actividad gasífera [1]. Figs. 8 y 9.

This paper is organized as follow; first Section III describes the proposed methodology, then, Section IV presents a study case on the Argentinean market spot price. Finally, Section V discusses the most important conclusions of the proposed methodology.

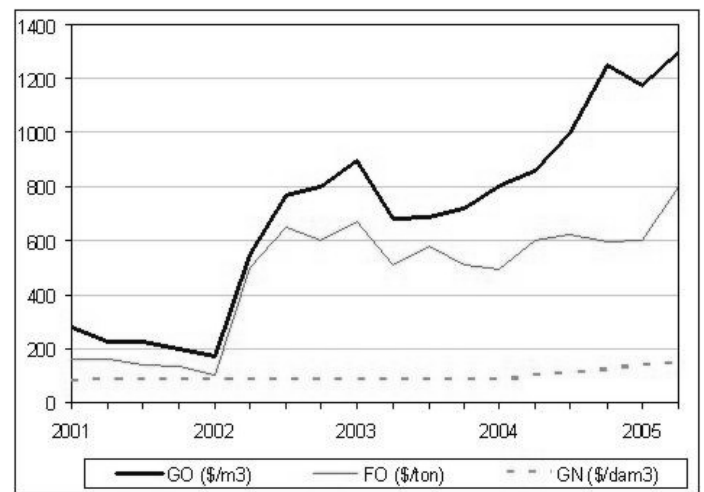


Fig. 8. Precios de Gas.

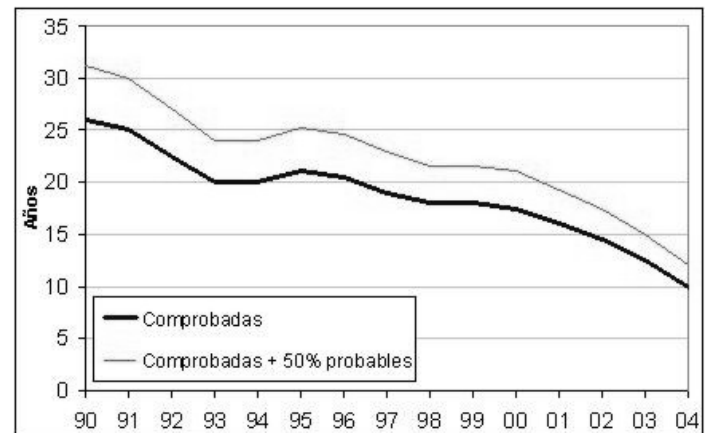


Fig. 9. Reservas de Gas.

Tales sucesos han dejado diversas consecuencias en la programación de la generación, costos de producción, precios de la electricidad y control de emisiones en el Mercado Eléctrico Argentino.

Es interesante remarcar algunas diferencias entre los sistemas del gas natural y el eléctrico.

- La electricidad se mueve a la velocidad (de respuesta) de la luz, mientras que el gas natural viaja a 40 km/h.
- La electricidad no es una mercancía almacenable. Así, la red eléctrica podría desaprovechar la capacidad máxima del sistema de transmisión. Por el contrario, la habilidad de almacenar gas en los gasoductos alivia este problema en la infraestructura del gas.
- Es mucho más barato instalar la requerida capacidad de una línea de transmisión inicialmente que actualizar la misma después. Sin embargo, los gasoductos pueden obtener capacidad adicional elevando posteriormente la presión del mismo.

B. Crecimiento Económico y Energético

El acoplamiento de las infraestructuras de gas y electricidad son pilares de sustentabilidad de la infraestructura energética social Argentina. Sin embargo, estas interdependencias resultaron en un nuevo riesgo de suministro eléctrico, asociado a la disponibilidad de gas natural. De ahora en adelante será necesario tener en cuenta ciertos aspectos para minimizar los riesgos en el funcionamiento conjunto de las infraestructuras gas-electricidad.

- Diversidad de recursos y combustibles

El despliegue de unidades renovables y/o distribuidas en los centros de carga, podrían reducir la dependencia de la infraestructura eléctrica de la del gas y promover la eficiencia energética simultáneamente. La diversidad es una efectiva estrategia de podado de pico de demanda de gas. La instalación de nuevas unidades generadoras con capacidad de intercambio de combustible, podrían reducir en gran manera los consumos de gas en horas pico de demanda.

- Planeamiento Conjunto de los Recursos

Es necesario en la actualidad incluir el modelo de infraestructura de gas en el planeamiento eléctrico. El planeamiento integral del sistema podría identificar la óptima localización de nuevas unidades generadoras y las mejoras requeridas por las líneas de transmisión de manera de utilizar la diversidad de combustibles y mitigar la intensa dependencia de la generación eléctrica de potencia con el gas natural.

- Expansión de las Infraestructuras de Electricidad y Gas Natural

Más allá de que la Argentina posee recursos de gas natural propios, los suministros existentes no son suficientes para satisfacer el crecimiento de la demanda futura. Como resultado, nuevas ofertas deben entrar al mercado de gas natural y las existentes infraestructuras de gas y electricidad deberían ser expandidas y modernizadas de manera de reducir

las salidas forzadas y seguir la creciente demanda de una economía en expansión.

- Coordinación y Comunicación

Aunque las reestructuradas infraestructuras de gas-electricidad son operadas independientemente y basadas en sus respectivas políticas operacionales y reglas de mercado, la coordinación y cooperación entre las industrias gas-electricidad son esenciales para el mantenimiento de un confiable y continuo suministro del servicio a los usuarios finales.

- Conciencia Social

Las personas del mundo, ya no sólo de un país, deben comenzar a ser educadas con respecto a la racionalidad de los recursos no renovables. Apuntando siempre al uso eficiente de los mismos, teniendo conciencia del porvenir y de los problemas que les tocarán solucionar a las futuras generaciones.

C. Ciclos Combinados

La disponibilidad de gas natural y la existencia de una estructura de mercado de electricidad competitivo, conjuntamente con una generalizada preocupación por los efectos medioambientales de las tradicionales unidades térmicas, han resultado en ampliar la utilización de unidades generadoras que queman gas en el SEP. Por lo tanto, una mayor atención se focalizó en la alta eficiencia y flexibilidad de las unidades CC. Sintetizados desde las tradicionales tecnologías de las turbinas de gas y vapor, los CC están en un suficiente estado de madurez y desarrollo para tomar ventaja de las directivas económicas-climáticas del mercado.

A continuación, se presentan algunos beneficios de las unidades de CC, [5]:

- Alta Eficiencia

Los ciclos combinados recuperan los gases de combustión de la turbina y se aprovecha la energía térmica residual de dichos gases para producir vapor que es reutilizado para generar electricidad. La eficiencia total de la conversión de energía de las unidades de CC puede alcanzar el 60 %, casi un 20-30 % de mejora sobre las turbinas de gas en ciclo abierto.

- Rápida Respuesta

La reestructuración de la industria de electricidad le permitió a los fabricantes de turbinas, introducir nuevas tecnologías aplicadas en los motores de reacción de aviones, para mejorar el diseño de las unidades de gas. En el actual ambiente del mercado de potencia, donde el precio de la electricidad y la demanda de carga son a menudo inciertas, las unidades CC se adaptan bien a los rápidos cambios del mismo.

- Bajo Impacto Medioambiental

La producción de Dióxido de Carbono de las plantas de CC que queman gas, es mucho menor que la de otras tecnologías de combustibles fósiles. Consecuencia de la relativamente alta eficiencia térmica de las mismas y la alta relación hidrógeno-carbono del metano, constituyente primario del gas natural. Otros tipos de gases de la combustión perjudiciales para el medio ambiente, como Óxidos de Nitrógeno, Monóxido de Carbono y Dióxido Sulfúrico, son reducidos en los CC, comparados con los niveles de otros tipos de plantas térmicas.

- Flexibilidad de Combustible

Las plantas de CC son extremadamente flexibles, pueden operar quemando un amplio rango de combustibles, desde el Gas Natural y destilados del Petróleo, hasta Petróleo crudo y residuos del mismo.

- Reducción de Costos

El costo de instalación de una planta de CC es significativamente menor, resultando del reducido ciclo de instalación. Además, estas unidades son compactas, lo que ahorra el requerimiento en superficie física de las instalaciones y puede ser instalada en un corto plazo.

El resto de la publicación está organizada de la siguiente manera: La sección II presenta una concisa revisión de la simulación Monte Carlo. En la sección III están los casos de estudio con sus respectivos análisis y se subrayan las modificaciones realizadas al IEEERTS96 para simular los distintos escenarios con CC y disponibilidad de gas. Las conclusiones del estudio son presentadas en la sección IV.

II. SIMULACIÓN DE MONTE CARLO

Detalles precisos respecto de la simulación Monte Carlo pueden ser encontrados en [6]. Por lo tanto solo mencionaremos los conceptos básicos usados en el presente trabajo, a modo de aclaración. Se utiliza el Enfoque de la Simulación Secuencial, para representar sucesos dependientes del tiempo, como ser, la disponibilidad de una planta generadora. La operación del sistema es simulada sobre un largo periodo de tiempo (2500 años), el cual esta subdividido en períodos referentes de un año. Cada año esta subdividido en intervalos básicos de tiempo, durante los cuales el estado del sistema se mantiene constante. Así el modelo trabaja en una base horaria (8736 hs.) donde los cambios ocurren de forma instantánea en el comienzo de la hora. Para aplicar estas técnicas de simulación, se desarrolló un código en MatLab®.

A. Muestreo de la Duración de Estado

Consiste en muestrear la distribución de probabilidad de la duración de estado de la unidad. Los procesos de transición de estado de una unidad se muestrean cronológicamente. El proceso de transición de estado cronológico del sistema se crea con la combinación de los correspondientes a cada

unidad. La función distribución de probabilidad de la duración de estado se supone exponencial con parámetro λ_i .

Algoritmo:

1. Generar historias operativas para cada unidad. Muestreando valores de TF (Tiempo a la Falla), TR (Tiempo de Reparación), y TDP (Tiempo de Disponibilidad Parcial) en el caso que corresponda (Máquinas Base). Ver Fig. 10. El valor muestral de duración de estado (TR, TF, etc.) es:

$$T_i = \text{exprnd}(\lambda_i)$$

expnrnd: Es la función de MatLab® generadora de números aleatorios distribuidos exponencialmente con parámetro λ_i . Según el estado presente, λ_i es la tasa de falla de la unidad i , o es la tasa de reparación.

La capacidad disponible del Sistema puede ser obtenida combinando los ciclos operativos de todas las unidades. Fig. 10.

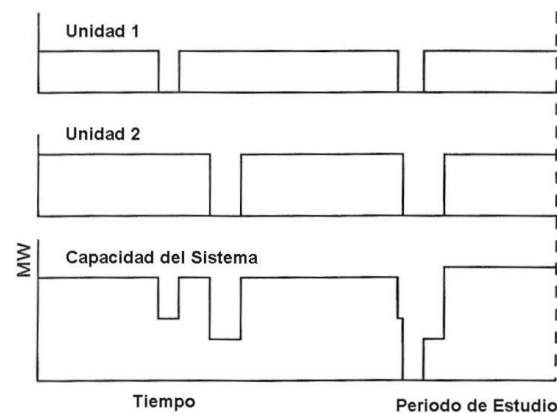


Fig. 10. Historia Operativa de la Unidad y el Sistema.

2. Superponer la Curva de Capacidad Disponible del Sistema con la Curva de Carga Horaria para obtener el Modelo de Margen Disponible del Sistema. Un margen positivo denota que el sistema es capaz de cubrir la demanda, mientras que un margen negativo significa corte. Fig. 11.

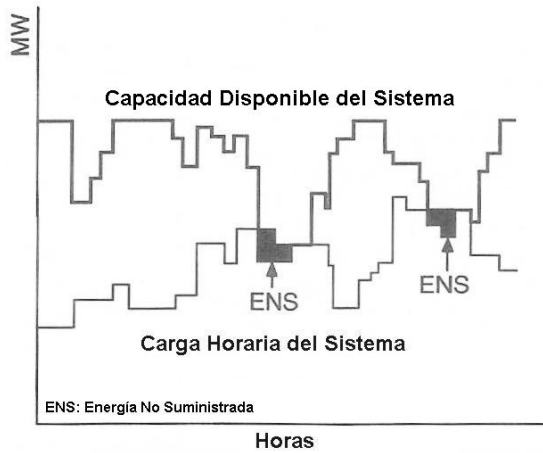


Fig. 11. Superposición de la Capacidad Disponible del Sistema con el Modelo de Carga.

B. Modelo de Generación

Al sistema original de generación [7] se lo modifica combinando dos turbinas de combustión con una de vapor para formar una planta CC. Se asume que el tiempo entre la salida forzada de una unidad y la duración de dicha salida son independientes y exponencialmente distribuidas. Para aquellas máquinas que no sean base o CC se utiliza un modelo dos estados, Fig. 12 y 13. Además, las salidas pueden ser totales o parciales en las máquinas base y en los CC, estos últimos dependiendo del gas disponible. En cambio una salida en el resto de las máquinas causa la pérdida total de capacidad de la unidad. También se asume que las reparaciones son llevadas a cabo ni bien sucede una falla en una unidad, que hay suficiente personal para trabajar en las unidades falladas simultáneamente, que el tiempo de reparación es independiente de cualquier otra reparación o fallas y que la reparación puede ser parcial o total en máquinas base y/o CC, siendo total y exitosa en el resto de las máquinas, recomponiendo la unidad a nueva.

Modelo dos estados:

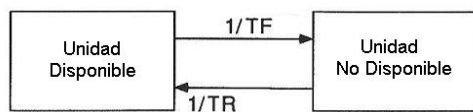


Fig. 12. Modelo Dos Estados.

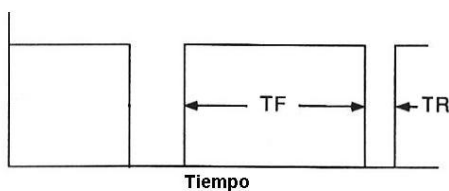


Fig. 13. Ciclo Up-Down para Fig. 12.

Modelo tres estados, estado Derated en Unidades Base y Disponibilidad de gas en CC:

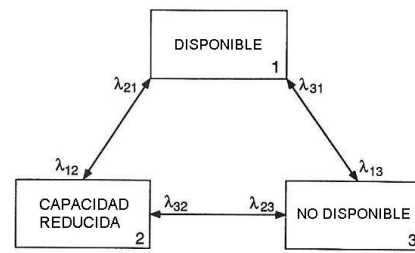


Fig. 14. Modelo Tres Estados para Unidad Base y CC.

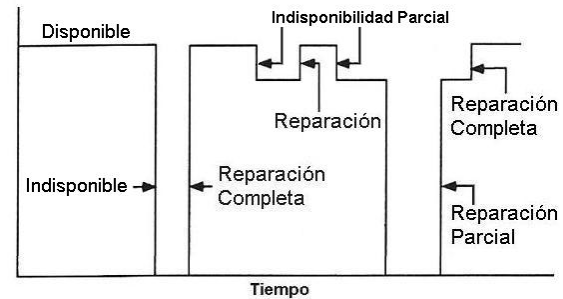


Fig. 15. Ciclo Up-Down para Fig. 14.

C. Modelo del CC

Ambos ciclos combinados son idénticos. El esquema de funcionamiento de cada uno de ellos es el que muestra la Tab. I. El esquema físico de cada uno es el siguiente:

CC	Unidad #	Tip o
1	U12	TV
	U20	TG
	U20	TG
2	U12	TV
	U20	TG
	U20	TG

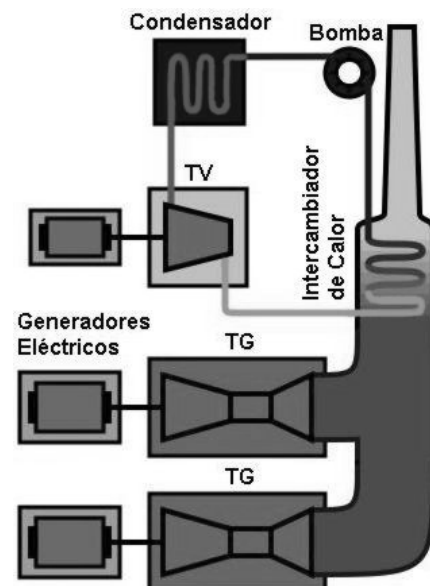


Fig. 16. Esquema Ciclos Combinados.

Tabla I. Eventos Operativos Posibles y Estados Operativos Resultantes En Los CC.

Evento Posible			Estado Factible
TG 1	TG 2	TV	
0	0	0	SI
0	0	1	NO
0	1	0	NO
0	1	1	SI
1	0	0	NO
1	0	1	SI
1	1	0	NO
1	1	1	SI

No se considera el funcionamiento en ciclo abierto por razones económicas.

El modelo de simulación utilizado para los CC es el de Fig. 14. El estado de capacidad reducida del mismo (80% de la Potencia Nominal) depende de la disponibilidad de gas natural. Es decir, puede haber suficiente gas para el 100% de la operatividad de la unidad, para el 80% o estará fuera de servicio.

D. Disponibilidad de gas natural

Ya que una considerable cantidad de generación podría ser interrumpida dada una salida en los sistemas de distribución de gas, afectando los índices de confiabilidad, es importante considerar la disponibilidad del recurso en los estudios de confiabilidad. La disponibilidad de gas para generación es el resultante de:

$$Disp_{(t)}^{gas\ usina} = Of_{(t)}^{gas} - De_{(t)}^{gas\ no\ usina} \quad (1)$$

$$y \quad De_{(t)}^{gas\ no\ usina} = De_{(t)}^{residencial} + De_{(t)}^{comercial} + De_{(t)}^{otros} \quad (2)$$

Donde $Disp_{(t)}^{gas\ usina}$ representa el gas disponible para generación en las usinas.

$Of_{(t)}^{gas}$ es la oferta de gas o producción total del sistema.

$De_{(t)}^{gas\ no\ usina}$ es la demanda de gas prioritaria del sistema conformada por los consumos residencial ($De_{(t)}^{residencial}$), comercial ($De_{(t)}^{comercial}$), industrial, etc. ($De_{(t)}^{otros}$).

La oferta de gas ($Of_{(t)}^{gas}$) se modela, dependiendo del caso, como constante (Caso I) o aleatoria (Caso II).

En el modelo de oferta de gas aleatoria las siguientes suposiciones se tienen en cuenta:

1. Se considera un modelo tres estados (up/down/derated) para la oferta de gas Fig. 14.
2. El estado derated puede ser uno cualquiera sorteado de entre los siguientes:
 - 84% del Pico Máximo
 - 67% del Pico Máximo
 - 50% del Pico Máximo
3. Todos los eventos son estadísticamente independientes.
4. La oferta de gas está exponencialmente distribuida.

Los parámetros utilizados en el modelo de oferta aleatoria son:

- DDGI: Duración de la Disponibilidad de Gas Invierno
- DDGPO: Duración de la Disp. de Gas Primavera Otoño.
- DDGV; Duración de la Disponibilidad de Gas Verano.
- DIG: Duración de la Indisponibilidad de Gas.
- DIPG: Duración de la Indisponibilidad Parcial de Gas.

El pico máximo anual de demanda de gas no usina ($De_{(max)}^{gas\ no\ usina}$) es de 2706.48 MBtu/h y es el equivalente al 70 % de la oferta máxima ($Of_{(max)}^{gas}$) de 3866.4 MBtu/h, quedando en resto el 30 % para consumo de usinas ($Disp_{(max)}^{gas\ usina}$) es decir 1159.92 MBtu/h.

En la Fig. 17 se puede observar la oferta aleatoria y la demanda de gas. En la Fig. 18 se observa la disponibilidad de gas natural.

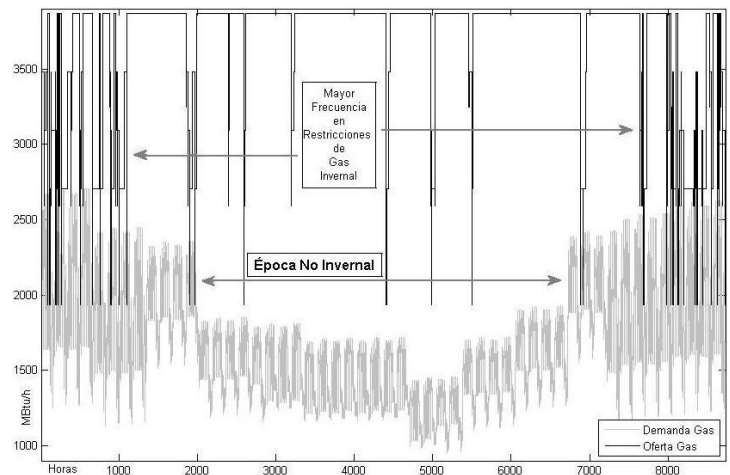


Fig. 17 Oferta-Demanda Anual de Gas Natural.

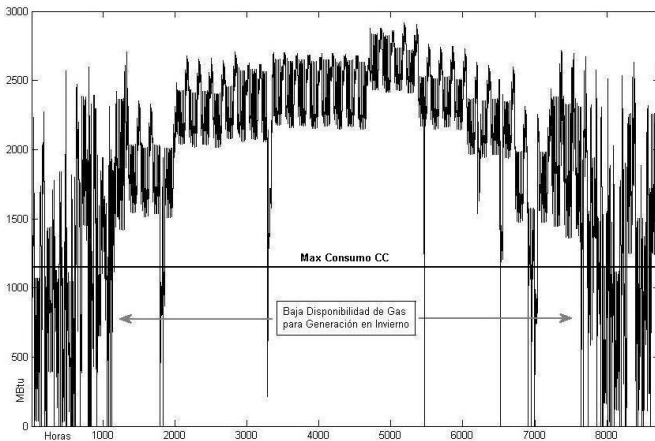


Fig. 18 Disponibilidad Anual de Gas Natural..

E. Índices Evaluados

A continuación se resumen los índices calculados en estos estudios usando los modelos previamente descritos. En cada año muestreado, año i por ejemplo, la duración de la pérdida de carga (LLDi) en horas, la ocurrencia de la pérdida de carga (LLOi), y la energía no suministrada (ENSi) en MWh, pueden ser obtenidos observando el modelo de margen de disponibilidad. Fig. 11. Los índices de confiabilidad en N años muestreados, pueden ser estimados usando las siguientes ecuaciones [6]:

1. Esperanza de la pérdida de carga (LOLE), hr/yr.

$$LOLE = \frac{\sum_{i=1}^N LLD_i}{N}$$

2. Esperanza de la pérdida de energía (LOEE), MWh/yr.

$$LOEE = \frac{\sum_{i=1}^N ENS_i}{N}$$

3. Frecuencia de la pérdida de carga (LOLF), occ/yr.

$$LOLF = \frac{\sum_{i=1}^N LLO_i}{N}$$

4. Duración de la pérdida de carga (LOLD), hr/occ.

$$LOLD = \frac{LOLE}{LOLF}$$

Los valores obtenidos por las anteriores ecuaciones son estimaciones puntuales de medias muestrales de los índices sobre un período de N años muestreados. La varianza muestral de los índices de confiabilidad puede ser obtenida con:

$$S^2 = \frac{1}{(N-1)} \sum_{i=1}^N [X_i - \bar{X}]^2 \quad (3)$$

Donde \bar{X} denota la media muestral de cualquiera de los índices y X_i es el valor muestral del índice, en el año i .

La estimación del error estándar \hat{e}_s de cualquiera de los índices de confiabilidad está dado por

$$\hat{e}_s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2}{N(N-1)}}$$

Cuando N es grande, $\frac{\bar{X} - E(X)}{e_s}$ tiene una distribución normal estándar (esto es, $\mu = 0$ y $\sigma = 1$). Consecuentemente, $\bar{X} - \hat{e}_s \cdot Z_{\alpha/2} \leq E(X) \leq \bar{X} + \hat{e}_s \cdot Z_{\alpha/2}$ es un intervalo de confianza para $E(X)$ (el valor esperado del índice de confiabilidad) a un nivel de confianza del $100(1-\alpha)$. Los intervalos de confianza al 95% para los índices de confiabilidad son de la forma:

$$\begin{aligned} \overline{LOLE} - \hat{e}_s \cdot 1,96 &\leq LOLE \leq \overline{LOLE} + \hat{e}_s \cdot 1,96 \\ \overline{LOEE} - \hat{e}_s \cdot 1,96 &\leq LOEE \leq \overline{LOEE} + \hat{e}_s \cdot 1,96 \\ \overline{LOLF} - \hat{e}_s \cdot 1,96 &\leq LOLF \leq \overline{LOLF} + \hat{e}_s \cdot 1,96 \end{aligned}$$

Donde se ha reemplazado la abscisa que deja un área debajo de la distribución normal de $\alpha/2$, $Z_{\alpha/2}$, por su correspondiente valor de 1.96.

F. Datos del Sistema

Los datos del parque generador, consumos de combustible de las TG, tasas de confiabilidad y la curva de carga horaria anual de electricidad, son los de [7]. Los datos de la curva de carga horaria anual de gas es Argentina y son extraídos de [3]. Como la curva de demanda eléctrica es del hemisferio norte, fue necesario adaptar la curva de demanda de gas a efecto de simular las infraestructuras comparativamente, dados los comportamientos estacionales que ambas demandas presentan.

III. CASOS DE ESTUDIO

En este trabajo se realizan diferentes simulaciones teniendo en cuenta diferentes casos. Se toma para los estudios el sistema en [7], como este sistema no posee CC se modifica el mismo para tenerlos en cuenta en el análisis del caso en particular.

1. En Caso I consideramos la disponibilidad de gas cuando su producción es constante (Con diferentes niveles de oferta máxima). Aquí y en el próximo caso, se considera estados Derated (al 80 %) en los CC, dependiendo de la disponibilidad de gas.
2. En Caso II consideramos producción de gas aleatoria, se evalúan los respectivos índices de confiabilidad y su variación respecto del caso anterior.

Resultados Casos I y II

Para el escenario de producción de gas natural constante, los resultados de las simulaciones son los de la Tab. II. Índices pertenecientes a la simulación del Caso I.

Tabla II. Resultados Caso I

Caso	Iter	Prod. de gas	Índices		Error
			LOLE	LOEE	
1° Caso	3000	3546.42	LOLE	5.650	0.1816
			LOEE	622.14	30.168
			LOLF	1.347	0.0343
			LOLD	4.20	ND
		3286.44	LOLE	6.501	0.1806
			LOEE	743.03	29.389
			LOLF	1.517	0.0349
			LOLD	4.285	ND
		2996.46	LOLE	7.464	0.2089
			LOEE	872.26	35.639
			LOLF	1.721	0.0388
			LOLD	4.336	ND
	2706.48	LOLE	8.476	0.2192	
		LOEE	1004.06	36.898	
		LOLF	1.958	0.041	
		LOLD	4.330	ND	

Tabla III. Intervalos de confianza al 95%, Caso I

5.2941	≤	LOLE	≤	6.0059
563.01	≤	LOEE	≤	681.27
1.2798	≤	LOLF	≤	1.4142
6.147	≤	LOLE	≤	6.855
685.43	≤	LOEE	≤	800.63
1.4486	≤	LOLF	≤	1.5854
7.0546	≤	LOLE	≤	7.8734
802.41	≤	LOEE	≤	942.11
1.645	≤	LOLF	≤	1.797
8.0464	≤	LOLE	≤	8.9056
931.740	≤	LOEE	≤	1076.38
1.8776	≤	LOLF	≤	2.0384

Como es de esperar a medida que la producción total de gas es menor, por lo tanto la disponibilidad de gas como combustible para los CC disminuye, los índices de confiabilidad del SEP empeoran (aumentan). Los niveles de reducción en la producción de gas están relacionados a las curvas de consumo de los CC. Los escalones son de 289.98

MBtu/h que es el consumo de una TG al 100% de su potencia nominal. Por lo que en el primer nivel de 2706.48 MBtu/h no hay margen disponible de gas para las usinas, es decir todos los CC se encuentran fuera de servicio en salida forzada. Entonces en el nivel de 3286.44 MBtu/h hay gas disponible para un solo CC y así sucesivamente hasta el consumo máximo de gas. Atendiendo al impacto que estos diferentes escalones tienen en los índices de confiabilidad del SEP, puede extraerse que en el peor de los casos (escalón 2706.48 MBtu/h) los mismos sufren un aumento aproximado del 50%. Cifra importante si se tiene en cuenta que los dos CC representan el 3% aproximadamente de la oferta eléctrica del parque generador. En potencia esto es 104 MW de 3405 MW totales.

Tabla IV. Resultados Caso II

Caso	Iteraciones	Índices			
		LOLE	LOEE	LOL F	LOL D
2° Caso	3000	10.233	1258.3	2.266	4.516
Error		0.2563	46.703	0.046	ND

Tabla V. Intervalos de confianza al 95%, Caso II

9.7307	≤	LOLE	≤	10.7353
1168.722	≤	LOEE	≤	1347.88
2.1751	≤	LOLF	≤	2.3569

Al observar los índices de la Tab. IV podemos deducir que los mismos se han estabilizado con el aumento de las iteraciones. Se puede observar que para disponibilidad de gas aleatoria, la confiabilidad del SEP empeora considerablemente comparada con los casos anteriores, recordando que este modelo es el que más se acerca al comportamiento de un sistema real. Aproximadamente los índices de este caso aumentan en un 20% respecto del caso anterior (Caso I). El incremento en los indicadores LOLE, LOEE, LOLF que dependen de la duración de la pérdida de carga, energía no suministrada y el número de fallas respectivamente; está relacionado con que el tiempo de duración de una falla ahora no sólo depende de las tasas propias al funcionamiento de las plantas generadoras, sino también a las tasas relativas a la disponibilidad de gas.

DDGI = 100
 DDGPO = 4000
 DDGV = 10000
 DIG = 80
 DIPG = 50

Estas tasas se deben a la intención de simular las mayores restricciones de gas para usinas existentes en invierno. Es decir, al distribuir una gran cantidad de fallas en la estación del año de consumo crítico de gas (en Argentina el consumo residencial es importantísimo en invierno) la idea es restringir la disponibilidad de este combustible para el consumo en usinas, ya que la demanda residencial de gas natural es la prioritaria.

IV. CONCLUSION

En este trabajo se empleó la técnica de simulación Monte Carlo para evaluar la confiabilidad de un SEP que posee unidades de CC y restricciones en la disponibilidad del combustible (Gas Natural). Se hizo una comparación entre diferentes casos de estudio pertenecientes al HL1. Los autores construyeron un programa y varios casos de estudio y realizaron las simulaciones, a manera de mostrar la validez de estas técnicas y confirmar las hipótesis planteadas. Obteniendo un mayor entendimiento de los efectos que producen en la confiabilidad de un SEP, los CC y la disponibilidad de combustible, cuando existen restricciones de uso del mismo. Por un lado los CC no fueron relevantes en la confiabilidad del SEP con respecto del caso original, dadas las características particulares del trabajo. Pero cuando se tuvo en cuenta la disponibilidad de gas para estos CC, la confiabilidad del SEP empeoró claramente con la escasez del recurso para generación. El Gas Natural es una variable crítica para el funcionamiento de un SEP altamente dependiente del mismo como combustible principal del parque térmico generador, caso Argentino. Así, si el Mercado de Gas es poco transparente, caso Argentino, es difícil predecir comportamientos. No se deberían desconsiderar las políticas de Gestión de Demanda y Ahorro Energético que a la postre atrasan riesgos. En un futuro trabajo se propondrá realizar las evaluaciones de confiabilidad de las infraestructuras Gas-Electricidad teniendo en cuenta las redes de transporte de ambas. Así se podrá considerar influencias zonales, fuentes de producción y centros de carga.

V. REFERENCES

- [1] SE. (2007) Secretaría de energía homepage. Available: <http://energia3.mecon.gov.ar>
- [2] CAMMESA. (2007) Cammesa homepage. Available: <http://www.cammesa.com/>
- [3] ENARGAS. (2007) Enargas homepage. Available: <http://www.enargas.gov.ar/>
- [4] INDEC. (2007) Indec homepage. Available: <http://www.indec.mecon.ar/>
- [5] B. Lu and M. Shahidehpour, "Short-term scheduling of combined cycle units", Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 19, no. 3, pp. 1616-1625, Aug. 2004.
- [6] R. Billington and W. Li, Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods. New York: Plenum Press, 1994.
- [7] R. Allan, R. Billinton et al., The IEEE Reliability Test System - 1996 a report by The Reliability Test System Task Force, Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 14, no. 3, pp. 1010-1020, Aug 1999.

Juan M. Alemany recibió el grado de M.Sc en el 2010 y actualmente se encuentra trabajando para la obtención de un Ph.D. ambos en la UNRC. Su investigación actual se enfoca en la aplicación de técnicas de optimización al SEP. Ha trabajado en EDEMSA y en Secretaría de Energía.

Diego Moitre (A'97, SM'03) obtuvo su M.Sc. de la Pontificia Universidad Católica, Chile. Actualmente es Profesor Titular en la Universidad Nacional de Río Cuarto, Argentina. Sus principales actividades de investigación están focalizadas al modelado matemático y el diseño de mercados eléctricos.

Fernando Magnago (SM'03) obtuvo su M.Sc. y Ph.D. de Texas A&M University. Se unió a Nexant en el 2000 donde trabaja como desarrollador de software. Además, es Profesor Titular en la Universidad Nacional de Río Cuarto